

新版《售电公司管理办法》征求意见,明确配售电公司权利和义务的同时,通过多项细则规范市场秩序,加快行业洗牌—— 新版售电管理办法引热议

■ 本报记者 赵紫原

“义务很‘丰满’,权利很‘骨感’。”针对国家发改委日前印发的《关于向社会公开征求<售电公司管理办法(修订稿)>意见的公告》(以下简称《修订稿》),华北地区一位售电公司负责人近日向记者表达了上述“读后感”。

据了解,《修订稿》是2016年《售电公司准入与退出管理办法》的进阶版,在注销、退出等环节进行了简化和优化,有效期5年,将贯穿整个“十四五”。业内人士普遍认为,《修订稿》通过多项细则规范市场秩序,加快行业洗牌,但对权利和义务的明晰程度明显“失衡”,配售电公司的义务规定较明晰,但权利的界定比较含糊,还有多项条款看起来模棱两可,不能完全满足“十四五”售电市场的发展和电力市场建设的需要。

规范市场秩序 处理僵尸企业

华东电力设计院智慧能源室主任吴俊宏指出,《修订稿》针对用户提出了要求。“经过几年的市场培育,用户初具市场意识,也应公平参与市场。此次明确提出,用户不得与两家及以上售电公司确立零售服务关系。”

广东易能通能源科技有限公司总经理郑宏城告诉记者,《修订稿》在一定程度上规范了售电市场建设。“尤其针对近年来越来越频繁的合同失信、法律纠纷现象,明确电力市场零售侧‘一女多嫁’,可取消其交易资格。”

在国网能源研究院企业战略研究所高级工程师薛松看来,与2016年版本相比,本次《修订稿》总结了近些年我国售电市场建设发展的经验,注重售电公司准入和退出管理,规定了售电公司提交履约保函或者保险的要求和标准,鼓励其向用户提供增值服务并收取相应费用,通过增值服务与售电业务打捆经营,提高企业可持续发展能力。

《修订稿》明确,已经注册公示完毕,但连续12个月未进行实际交易的售电公司,地方主管部门暂停其交易资格。同

核心阅读

配售电公司的义务很明晰,但对权利的界定比较含糊,还有多项条款模棱两可,不能完全满足“十四五”售电市场的发展和电力市场建设的需要。

时进一步增加了强制售电公司退市的情形,如连续三年未实际开展售电业务强制注销注册等条款。

郑宏城指出,上述规定会处理掉一大批僵尸售电公司。薛松认为,该条款会消除售电市场的“虚假繁荣”或者“水分”,对潜在计划拓展售电业务的企业形成更加准确的信号引导。

义务详尽明确 权利“一笔带过”

这份亮点不少的《修订稿》同样颇具争议,不少受访的配售电企业认为,文件对义务的规定很明确,权利却含糊其辞一笔带过,不利于售电市场建设。

《修订稿》明确了售电公司需承担可再生能源消纳责任,指出按照可再生能源电力消纳责任权重有关规定,承担与年售电量相对应的可再生能源电力消纳量。同时,拥有配电运营资格的售电公司承担代付其配电网内使用的可再生能源电量补贴责任。

对此,西南地区某售电公司人士质疑:“售电公司有没有获得可再生能源补贴支付的渠道?如何支付区域内新能源企业的可再生能源补贴?这些权利都没有明确,但责任倒是非常清楚。”

郑宏城指出:“碳减排背景下,可再生能源消纳机制的理顺是重要前提,但目前双轨制的市场设计,会不会出现可再生能源消纳的市场设计,进而直接影响售电公司的成本?”

此外,《修订稿》对拥有配电网运营

权的售电公司权利和义务作出规定。权利包含两条,分别为拥有售电公司全部的权利、拥有配电网区域内与电网企业相同的权利。相比之下,长达七条的义务表述则非常具体。

一位西北地区增量配电网业主直言:“增量配电网的权利亟需细化,电网企业有接入常规电源的权利,增量配电网能执行吗?电网可以向用户收取基本电费,增量配电网有没有这个权利?看似简单的条例,执行过程中却障碍重重,成为增量配电网接入公网、申请电力许可证被拒绝的理由,这些文件中没有直接明确。”

监管建设缺位 多项条款存疑

业内人士认为,《修订稿》还有不少条款权责不清、监管建设缺位,有可能导致市场建设“灰色地带”出现。

《修订稿》指出,参照国家或各省(区)颁布的售电合同范本与用户签订合同,提供优质专业的售电服务,履行各项规定的义务,并获取合理收益。“如何界定市场化业务的合理收益?谁来界定合理收益?义务非常具体,违反哪一条交易中心都可进行惩治。这是不是释放了一种信号,交易中心将变为电网的职能部门?”上述西南地区售电公司人士表示。

《修订稿》明确,电网企业直接控股或者间接控股的售电公司参与市场化交易的,总售电规模不得超过前一年度电力直接交易总电量20%。上述人士指出:“按照管住中间、放开两头的改革宗旨,电网不能参与竞争性售电业务,这个条例等于说明市场上五分之一的份额需要留给电网公司。”

《修订稿》还提出,增加与从事配电网业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等,总人数不少于20人,其中至少有2名高级职称和5名中级职称专业管理人员。有售电企业人士认为:“文件的初衷是规范售电业务、提高售电专业性,但没有几个独立售电公司能‘养’得起这么多人,市场培育之初,这个要求能否弹性处理?”

广东电力市场 2020 年年度报告发布—— “十三五”累计市场化 交易电量超 8235 亿度

本报讯 记者赵紫原报道:广东电力交易中心近日发布的《广东电力市场2020年年度报告》(以下简称《报告》)显示,2020年,广东电力市场累计完成市场交易电量2716亿千瓦时,累计节约用户用电成本114.4亿元。“十三五”期间,广东电力市场累计完成市场交易电量8235.5亿千瓦时,节约用户用电成本385.6亿元。截至“十三五”期末,准入市场主体25072家。

《报告》显示,广东电网以珠江三角洲地区500千伏主干环网为中心,向东西两翼及粤北延伸。截至2020年底,广东电网通过“八交十直”高压输电线路与中西部电网联网。

2020年,广东电力市场用电侧市场电量2501.4亿千瓦时,同比增长28.3%,占广东省全社会用电量的36.1%,平均成交价差-45.7厘/千瓦时,累计降低用户用电成本114.4亿元。

结算电费方面,2020年,广东电力市场供给侧结算让利118.8亿元,按结算市场电量算平均价差-48.1厘/千瓦时;用户净收益94.4亿元,按结算市场电量算平均价差-38.2厘/千瓦时;售电公司净获利24.4亿元,按结算市场电量算平均价差-9.9厘/千瓦时。“十三五”期间,广东电力市场用电侧市场电量7604.2亿千瓦时,平均成交价差-50.7厘/千瓦时。

截至“十三五”期末,共有2万多家市场主体获得广东电力市场准入资格,比“十二五”期末增加24845家,“十三五”期间年均增长156.2%。截至2020年底,实际参与交易的售电公司共144家,参与交易的电力用户共21424家。

《报告》指出,2016年,作为全国首批售电侧改革试点,广东率先引入售电公司参加市场交易,成功开启售电侧市场化改革先例。2018年,广东率先建立“中长期+现货”市场体系,在全国最早进入现货模拟试运行。2019年,南方(以广东起步)电力现货市场率先进入结算试运行,全年累计组织3轮,共13天按日结算试运行。

《报告》同时公示了2020年南方(以广东起步)电力现货市场结算试运行情况进行。2020年8月,南方(以广东起步)

电力现货市场全月连续组织“价差月度交易+绝对价格周交易+现货”结算试运行。市场结算方面,供应侧市场机组全月总上网电量291.6亿千瓦时,收入总电费128.5亿元,市场机组总电量均价0.441元/千瓦时;需求侧结算电量243.8亿千瓦时,支出总电费95.03亿元,全电量综合电价0.390元/千瓦时。

“十四五”期间,全面放开经营性电力用户发用电计划,“30·60”双碳目标的提出,地方能源结构的转型、现货市场连续结算运行、南方区域统一电力市场建设、交易机构独立规范运行等,都对电力市场的建设工作提出了新要求。据了解,2021年,广东电力市场安排市场交易规模目标约2700亿千瓦时,比去年增长3.85%,约占广东省全社会用电量的37%。

《报告》指出,“30·60”双碳目标驱动下,国家推动能源结构低碳转型,可再生能源将快速发展,市场电源结构将发生较大变化,目前的市场体系需进一步完善;电力现货市场进入深水期,成本与价格的矛盾凸显,能源结构的调整和可再生能源的投产将对用电侧价格带来影响;局部地区负荷高峰面临供电紧张。预计2021年广东全省最高统调负荷1.38亿千瓦,同比增长8.7%,负荷高峰时段可能存在局部地区供应紧张风险。

此外,2021年,广东将继续推动电力市场建设。《报告》指出,将持续完善现货市场关键机制。开展过渡阶段现货长周期运行模式和电源侧成本补贴等关键机制设计,修订现货实施方案、规则体系及配套办法,确保现货季度结算试运行顺利开展;丰富电力市场交易品种体系。提前谋划下一阶段电力市场架构设计与品种规划,有序推进需求侧响应市场,研究制定机组容量补偿机制,完善阻塞盈余分配机制;推动可再生能源交易新机制落地实施。完善可再生能源电力交易机制与证书设计,落实可再生能源电力消纳保障机制,推动可再生能源交易正式上线运行;开展零售平台建设。参考国外电力零售市场,建设零售交易平台,满足市场主体信息发布、交易对接等需求,提高市场主体业务开展效率,促进市场良性竞争。

山西首台特高压配套百万千瓦机组并网



图片新闻

日前,晋能控股集团长治发电2×100万千瓦“上大压小”改扩建工程1号机组首次并网一次成功,正式进入带负荷试运行阶段。

长治发电2×100万千瓦“上大压小”改扩建工程是晋东南煤电基地外送电规划项目和晋东南—荆门1000kV特高压的重要配套电源项目,也是山西首台特高压百万机组和单机容量最大发电机组。该机组并网带负荷试运行后,各系统状态正常、运行平稳,各项参数符合设计和规程规范要求。图为项目全景。 洪浪 任荣华/图文

江西启动电力资源市场化配置

本报讯 江西电力省内辅助服务市场3月1日正式运行,标志着江西电力资源开始实施市场化配置。

据悉,近年来,江西电网新能源装机占比不断提高,新能源引起的系统随机性、波动性、复杂性、脆弱性与日俱增,大面积停电风险始终存在,电网调峰压力及新能源消纳问题日益凸显,迫切需要通过市场手段优化资源配置、挖掘系统调峰能力,保障新能源全额消纳,因此构建更加灵活、高效的电力辅助服务市场迫在眉睫。

根据华中能源监管局与江西省能源局联合印发的《江西电力辅助服务市场运营规则(试行)》要求,国网江西省电力调度控制中心自今年1月21日起组织统调电厂开展省内辅助服务试运行。根据《规则》,江西电力辅助服务市场设置了深度调峰、启停调峰两个交易品种,采用“按需调用、边际出清、日清月结”的交易机制。现阶段参与市场的主体为进入商业运行的省内统调火、水(不含抽蓄)、风、光(不含光伏扶贫和领跑者项目)、热电联产发电企业和以“点对点”方式向江西送电的

三峡、葛洲坝两个省外发电企业。数据显示,江西电力省内辅助服务市场试运行一个月以来,累计通过市场化手段调动调峰资源消纳新能源约1.6亿千瓦时,交易产生补偿费用约3661万元。市场激励效果明显,火电盈利模式得到扩展,促进了火电行业健康发展,形成了发电企业、新能源企业、储能企业多方共赢,缓解了电网调峰压力,有效促进了新能源消纳。试运行期间,省内辅助服务技术支持系统各项功能运行良好,市场主体培育成熟,具备转入正式运行条件。(高军)

始于巨变 岂止高效

► 锦浪230kW超大功率组串式逆变器 ◀

A股代码:300763

服务热线:400-101-6600

GCI-(196-230)K-EHV-5G

